

О-794699

*На правах рукописи*



**Шаповаленко Марина Владимировна**

**МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ ТАРИФНЫХ  
СИСТЕМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

**08.00.13 – Математические и инструментальные  
методы экономики**

**АВТОРЕФЕРАТ**  
**диссертации на соискание ученой степени**  
**кандидата экономических наук**

**Ростов-на-Дону – 2011**

Работа выполнена в ФГБОУ ВПО «Новочеркасская государственная мелиоративная академия» на кафедре менеджмента и экономико-математических методов.

**Научный руководитель:** доктор технических наук, профессор  
Иванов Павел Вадимович

**Официальные оппоненты:** доктор экономических наук, профессор  
Арженовский Сергей Валентинович

кандидат экономических наук  
Ткачева Вероника Борисовна

**Ведущая организация:** Южно-Российский государственный  
технический университет (НПИ)

Защита состоится « 21 » ноября 2011 г. в 14.00 часов на заседании объединенного диссертационного совета ДМ 212.209.03 в Ростовском государственном экономическом университете (РИНХ) по адресу: 344002, г.Ростов-на-Дону, ул. Б.Садовая, 69, ауд.231.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке Ростовского государственного экономического университета (РИНХ) и на сайте [www.rsue.ru](http://www.rsue.ru).

Автореферат разослан «21 » октября 2011 г.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000714614

Ученый секретарь  
диссертационного совета

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'И.Ю. Шполянская'.

И.Ю. Шполянская

## Общая характеристика работы.

**Актуальность темы исследования.** Реформа российской электроэнергетики, начавшаяся одновременно с созданием РАО «ЕЭС России», привела к принципиальному изменению системы экономической организации отрасли и, в том числе к изменению системы ценообразования. Идет процесс становления и постепенного развития рыночного механизма в электроэнергетической отрасли страны. В процессе реформирования электроэнергетики проведено структурное преобразование, сформированы, в основном, нормативная и законодательная базы для ее эффективной работы. В январе 2011 завершена либерализация оптового рынка электроэнергии. Конечной целью реформы является создание в России полноценного рынка электроэнергии (мощности), адаптивного, с высоким инновационным потенциалом.

Экономические отношения в электроэнергетике имеют многосторонний системный характер. Постоянный рост тарифов на электрическую энергию, как показывает практика, не решает финансовые проблемы функционирования электроэнергетики, а приводит к новым. Это – неплатежи и накапливающаяся задолженность: на оптовом рынке, то есть сбытов и крупных потребителей перед генерацией, она составляет по стране 30-35 млрд. руб., а на розничном рынке, то есть неплатежи в адрес сбытов со стороны потребителей - около 170 млрд. руб. Это и перекрестное субсидирование, дефицит оборотных средств для нормальной работы сетевых компаний, большой износ оборудования и сетей, отсутствие необходимых средств на их техническое обслуживание, капитальный ремонт и реконструкцию.

Отсюда следует, что задачи экономической организации отрасли и изменение системы ценообразования становятся одними из самых определяющих и актуальных, как в части анализа применяемых методик, так и в части разработки новых, отвечающих современным условиям.

**Степень разработанности проблемы.** Вопросам реформирования энергетического комплекса России и разработке эффективных стратегий ценового поведения энергетических компаний в рамках развития свободного рынка электрической энергии и мощности посвящено огромное количество

научных работ. Большой вклад в исследование проблем экономики электроэнергетики в России внесли Л.И. Абалкин, А.Г. Аганбегян, А.И. Агеева, С.В. Арженовский, Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, В.З.Гарипов, С.Ю. Глазьев, Н.П. Лаверов, Н.Д. Кондратьев, А.А. Канторович, В.В. Коссов, Б.Н.Кузыка, В.Е. Кушлин, А.А. Макаров, В.И. Михайлов, А.С. Некрасов, В.Р. Огороков, А.Б. Титов, Ю.К. Шафраник, В.И. Эдельман, Ю.В.Яковец и другие авторы.

Значительный опыт исследований реформированных рынков электроэнергии накоплен за рубежом. Наиболее известными зарубежными авторами данной области являются С.Боренштен, Дж.Бушнелл, П.Джоскоу, Ф.Волак, В.Хоган, Ш.Орен (США), Д. Бан, Д.Ньюбери (Великобритания).

Математические методы оптимизации социально-экономических процессов в рыночных экономических системах создавались и развивались в трудах Л.В. Канторовича, В.А. Кардаша, Т. Купманса, В.С. Немчинова, В.В. Новожилова, В.Л. Макарова, Н.П. Федоренко, Г.Н. Хубаева. Важное значение в оптимизационных методах в области энергетики имеет учет стохастических факторов.

В последние три десятилетия трудами таких ученых, как Н.П. Бусленко, Ю.М. Ермольев, В.А. Кардаш, Д. Форрестер, Д.Б. Юдин, А.И. Ястремский были принципиально расширены возможности оптимизации сложных систем за счет органичного соединения методов имитационного моделирования и стохастической оптимизации.

В настоящее время опубликован значительный ряд статей, посвященных практическим аспектам реформирования энергетики и вопросам совершенствования методик и принципов формирования тарифов на услуги предприятий электроэнергетики, выявления и оценки экономических последствий изменения стоимости энергоресурсов.

Между тем, исключительная актуальность, непрерывные процессы интеграции энергетической отрасли в рыночную экономику и недостаточная эффективность решений в области экономически обоснованного управления тарифной политикой в электроэнергетике предопределили выбор темы, цели и задачи диссертационного исследования.



**Цель и задачи исследования.** Цель диссертационного исследования заключается в разработке и анализе экономико-математических моделей тарифообразования в электроэнергетических системах. Достижение поставленной цели потребовало решения следующих задач:

- Анализ современных подходов, моделей и методов оптимизации и функционирования экономической составляющей электроэнергетических систем и определение основных направлений их совершенствования на основе имитационного моделирования и прямых методов стохастического программирования.

- Изучение и анализ тарифного пространства рынка генерации электроэнергии на основе иерархического кластерного анализа и агломерации данных с целью формирования устойчивых по тарифной политике групп.

- Построение моделей для принятия оптимальных маркетинговых решений относительно ценовой политики на рынке электрической энергии (мощности) производителем – продавцом (генерирующей компанией) электроэнергии.

- Исследование случайных внешних и внутренних факторов оказывающих существенное влияние на экономику электроэнергетических систем и разработка имитационной модели случайных реализаций системных ситуаций в энергосистеме.

- Разработка численно реализуемой модели стохастической оптимизации и функционирования электроэнергетической системы для построения конструктивного экономического механизма принятия стратегических и оперативных решений по энергосистеме, учитывающей влияние случайных факторов функционирования системы на экономическую оптимизацию этих решений.

**Объект и предмет исследования.** Объектом диссертационного исследования являются генерирующие, передающие и сбытовые (входящие в состав электроэнергетических систем) компании, в условиях становления и развития российского конкурентного рынка электроэнергии (мощности).

Предмет исследования – методы ценообразования и модели тарифных систем в электроэнергетике.

**Теоретическая и эмпирическая база исследования.** Диссертационное исследование основано на фундаментальных разработках отечественных и зарубежных ученых-экономистов, посвященных экономике электроэнергетики, методам системной оптимизации, математической статистики, экономико-математического моделирования, методам стохастической оптимизации. Информационно-документальной базой исследования являются законодательные акты РФ, решения и нормативные акты Правительства Российской Федерации, Министерства энергетики РФ, Государственного комитета Российской Федерации по статистике, а также собственные расчеты автора.

Представленное диссертационное исследование выполнено в рамках п. 1.4 «Разработка и исследование моделей и математических методов анализа микроэкономических процессов и систем: отраслей народного хозяйства, фирм и предприятий, домашних хозяйств, рынков, механизмов формирования спроса и потребления, способов количественной оценки предпринимательских рисков и обоснования инвестиционных решений».

#### **Методы исследования.**

В диссертации, в рамках системного подхода, использовались различные методы и приемы экономических исследований: экономико-математического моделирования, стохастической оптимизации, расчетно-конструктивный, графический.

**Научная новизна** диссертационной работы состоит в следующем:

1. Разработана экономико-математическая модель оптимизации ценовой политики генерирующей компании, отличающаяся использованием функции условного распределения объёма случайного спроса на электроэнергию и позволяющая определить степень влияния на тарифы в электроэнергетике изменений стоимости энергоносителей.

2. Построена модель выбора оптимальной мощности создаваемого источника электроэнергии, отличающаяся учётом динамики случайного спроса и позволяющая получить цену реализации электроэнергии и величину сверхнормативной прибыли.

3. Разработана экономико-математическая двухэтапная модель стохастического программирования, отличающаяся учетом экономических потерь у производителя и у потребителей электрической энергии в результате отклонений режимов энергопотребления от договорных и позволяющая на первом этапе оценить объем электрической мощности, покупаемой гарантирующим поставщиком на оптовом рынке, а на – втором оптимизировать (минимизировать) затраты на реализацию и сбыт электроэнергии.

4. Построена имитационная модель, описывающая реальные ситуации, возникающие в электроэнергетических системах, и отличающаяся учётом случайного спроса на электроэнергию со стороны потребителей и случайный характер процесса функционирования поставщика электроэнергии и позволяющая принимать обоснованные решения по режиму эксплуатации электроэнергетической системы.

5. Предложена система дифференцированных по потребителям и по времени экономически-обоснованных тарифов, отличающаяся использованием стохастических двойственных оценок и позволяющая обоснованно разделить экономическую ответственность за неблагоприятные ситуации и потери в энергосистеме между производителями и потребителями электроэнергии.

**Теоретическая и практическая значимость полученных результатов.** Теоретическая значимость работы заключается в том, что построена система взаимосвязанных экономико-математических моделей, направленная на оптимизацию ценовой политики на Российском рынке электроэнергии (мощности). Практическая значимость проведенного исследования состоит в том, что разработанные модели и методы могут использоваться энергетическими компаниями при принятии оптимальных решений в условиях развития конкурентного энергетического рынка.

**Апробация результатов работы.** Основные положения и результаты диссертационного исследования представлялись и обсуждались на: V Международной научно-практической конференции «Проблемы экономики, организации и управления предприятиями, отраслями, комплексами в разных сферах народного хозяйства» (г. Новочеркасск, 2006 г.); VII Всероссийском симпозиуме по прикладной и промышленной математике (г. Кисловодск,

2006 г.); VI Международной научно-практической конференции «Моделирование. Теория, методы и средства» (г. Новочеркасск, 20006 г.); VII, XIII Межвузовских научно-практических конференциях студентов и молодых ученых «Экономика и управление» ( г. Новочеркасск, 2007, 2010 гг.); IX и XI Всероссийских симпозиумах по прикладной и промышленной математике (г. Кисловодск, 2008 г., 2010 г.); Юбилейных научных чтениях (Всероссийская конференция с международным участием) «Математическая экономика и экономическая информатика» (г. Кисловодск 2010 г.).

Результаты исследования внедрены в учебный процесс Новочеркасской государственной мелиоративной академии при изучении дисциплин «Моделирование социально-экономических процессов», «Ценообразование в ЖКХ», «Экономика отраслей в ЖКХ» при подготовки экономистов-менеджеров по специальности «Экономика и управление на предприятиях ЖКХ».

**Публикации.** Основные результаты диссертационного исследования опубликованы в 12 печатных работах, в которых автору принадлежит 2.26 печатных листа. В том числе в изданиях, рекомендованных ВАК для публикации основных результатов кандидатских диссертаций – 4 научных работы.

**Объем и структура работы.** Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения и списка использованной литературы. Текст диссертации изложен на 105 страницах, включает 7 таблиц, 11 рисунков. Список использованной литературы содержит 145 источников.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цели и задачи исследования, определены объект, предмет и методы исследования, перечислены элементы новизны и положения, выносимые на защиту.

**В первой главе** « Направление и современный этап реформы электроэнергетики России» показано, что реформирование российской электроэнергетики в течение последних 10 лет внесло существенные перемены в систему организации отрасли, что в полной мере относится и к системе ценообразо-

вания. Неоднозначность итогов и причин реформирования электроэнергетики приводят к фундаментальной научно-практической проблеме, которая имеет решающее значение для любого государства – это проблема оптимального соотношения между рыночными и государственными рычагами регулирования экономической динамики. Что конкретизируется как комплекс задач, учитывающих специфику электроэнергетической отрасли.

Все компании энергетической отрасли России можно разделить на три типа по видам деятельности – производство, транспортировка и сбыт. Общая схема их взаимодействия представлена на рисунке 1.



Рис. 1. – Общая схема взаимодействия энергетических компаний России

Так же в первой главе предложена имитационная модель реализации случайных системных ситуаций в энергосистеме.

Случайные ситуации, возникающие в электроэнергетических системах, оказывают существенное влияние на экономику этих систем. Случайные факторы действуют как со стороны производителей электроэнергии (это аварии на электростанциях, на подстанциях, на сетях, непредвиденные перебои со снабжением энергоносителями и др.), так и со стороны потребителей: это непредвиденные кратко- и долгосрочные отклонения фактических режимов энергопотребления от заявленных графиков.

Все эти факторы приводят к тому, что степень напряженности балансов мощностей и энергии в системе случайно колеблется. Вместе с этим случайно колеблются и соответствующие им стоимостные балансы в электроэнергетической системе.

Случайная системная ситуация в системе на какой-либо момент или период времени складывается из случайных реализаций:

а) количества потребляемой электроэнергии у каждого отдельного потребителя и по системе в целом  $b_j$ ,  $j = \overline{1, n}$ ;

б) времени аварийных работ по отдельным объектам и по системе в целом за рассматриваемый период  $T_i$ ,  $i = \overline{1, m}$ ;

Будем связывать реализацию ситуации у  $j$ -го потребителя со случайным параметром  $\omega_j$ ,  $j = \overline{1, n}$ , а ситуации на  $i$ -ом объекте энергоснабжения – со случайным параметром  $\omega^i$ ,  $i = \overline{1, m}$ .

Информацией о случайных вариациях условий функционирования энергосистемы относительно параметров  $\{b_j(\omega_j)\}$ ,  $\{T_i(\omega^i)\}$  служат статистические данные о значениях этих величин и размахе их колебаний.

Обозначим через  $\overline{\eta}_i$  и  $\underline{\eta}_i$  соответственно верхнее и нижнее значения времени, в течение которого объект простаивает из-за аварий. Тогда в общем виде случайное время бесперебойной работы объекта выразится так:

$$T_i(\omega^i) = [1 - \omega^i(\overline{\eta}_i - \underline{\eta}_i)] \cdot T_i, \quad \omega^i \in [0; 1]. \quad (1)$$

Очевидно, что случайные характеристики времени простоев из-за аварий меняются с «возрастом» (устареванием) сооружений и оборудования, а также после ремонтов (профилактического, текущего, капитального). В формуле (1) их влияние будет сказываться на величинах  $\overline{\eta}_i$  и  $\underline{\eta}_i$ . Процессы отказов описываются пуассоновским законом.

Случайную величину потребления электроэнергии  $j$ -м потребителем можно выразить функцией  $b_j(\omega_j) = \underline{b}_j + \omega_j(\overline{b}_j - \underline{b}_j)$ ,  $\omega_j \in [0; 1]$  – случайная величина, распределенная по известному закону в интервале  $[0; 1]$ .  $\overline{b}_j$  и  $\underline{b}_j$  – максимальное и минимальное количество возможного потребления электроэнергии.

Имитацию системной ситуации в целом обозначим параметром  $\omega$ . Если составляющие ее ситуации независимы, то системная ситуация характеризуется простым объединением характеристик ее составляющих

$$\omega = (\omega^1, \omega^2, \dots, \omega^i, \dots, \omega^m; \omega_1, \omega_2, \dots, \omega_j, \dots, \omega_n).$$

Если между ситуациями  $i_1$  и  $i_2$  имеется корреляционная зависимость с коэффициентом корреляции  $r_{i_1 i_2}$ , то этот коэффициент учитывается уже на стадии имитации этих ситуаций. Так, если  $|r_{i_1 i_2}| = 1$ , то принимается  $\omega^{i_1} = \omega^{i_2}$ . Из конечного числа реализаций элементарных ситуаций, мы комбинируем системные ситуации в процессе оптимизации. Таких комбинаций будет конечное число  $M : \omega(\nu), \nu = 1, 2, \dots, M$ .

Построенная имитационная модель, описывающая реальные ситуации, возникающие в электроэнергетических системах, позволяет принимать обоснованные решения по режиму эксплуатации электроэнергетической системы.

Во второй главе предложены и анализируются построенные модели принятия маркетинговых решений относительно ценовой политики генерирующими компаниями на рынке электроэнергии (выбор уровня цены предложения на оптовом рынке; вычисление оптимальной мощности создаваемого источника электроэнергии; определение степени влияния стоимости энергоносителей на оптимальный тариф на электроэнергию и мощность) на основе предложенной автором функции условного распределения случайного спроса на электроэнергию, позволяющие получать максимальную сверхнормативную прибыль в условиях случайных колебаний спроса.

Развитие рыночных отношений в энергетике страны приводит к тому, что, несмотря на существенную специфику этой отрасли, процессы производства, сбыта и потребления её продукции (электроэнергии, мощности) всё более определенно начинают подчиняться общим законам рынка и, в частности, закону выравнивания платежеспособного спроса и конкурентоспособного предложения.

Обычно в моделях рыночного равновесия рассматривают детерминированные функции зависимости спроса и предложения товара от его цены. Однако совершенно очевидно, что на динамику спроса на электроэнергию, помимо уровня цен, влияет множество других факторов, которые в совокуп-

ном воздействии на формирование реализуемых объемов потребления электроэнергии придают функции спроса случайный характер.

Поэтому прогнозируемый генерирующей компанией объем купли-продажи электроэнергии целесообразно представить как случайную величину  $\xi$  с условным распределением вероятностей, где в качестве условия представлен назначаемый уровень цены  $P$  на электроэнергию:  $f(\eta/P)$ . Здесь  $f(\eta/P)$  – вероятность того, что при назначении цены  $P$  объем спроса на электроэнергию будет не более  $\eta$  единиц. При этом цена  $P$  может считаться управляемой детерминированной величиной.

Модель принятия оптимальных маркетинговых решений относительно выбора ценовой политики на рынке электроэнергии (выбора уровня цены предложения  $P$ ) сформулируем так.

Пусть  $c$  – уровень удельных издержек на производство и реализацию единицы товара. Тогда при объеме реализации товара  $\xi$  случайная величина суммарной прибыли будет выражаться формулой:  $\Pi(\xi/P) = (P - c)\xi$ .

Математическое ожидание суммарной прибыли будет иметь вид:

$$\Pi(P) = \int_{\underline{\eta}(P)}^{\bar{\eta}(P)} \Pi(\xi/P) df(\eta/P) = \int_{\underline{\eta}(P)}^{\bar{\eta}(P)} (P - c) \cdot \xi \cdot f'_{\xi}(\xi/P) d\xi. \quad (2)$$

Здесь имеет место  $\underline{\eta}(P) \leq \xi \leq \bar{\eta}(P)$ , где  $\underline{\eta}(P), \bar{\eta}(P)$  – соответственно нижняя и верхняя границы возможного колебания спроса на электроэнергию.

Выразив в явном виде функцию  $\bar{\Pi}(P)$ , найдем такой уровень цены предложения  $P^*$ , при которой генерирующая компания в данной рыночной ситуации получит максимальное математическое ожидание суммарной прибыли при любой складывающейся рыночной конъюнктуре относительно величины спроса на электроэнергию.

Для этого необходимо применить классические методы нахождения безусловного максимума по  $P$  функции  $\bar{\Pi}(P)$ .

Необходимое условие максимума выражается уравнением:  $\frac{d\bar{\Pi}(P)}{dP} = 0$ .



Если функция  $\bar{\Pi}(P)$  имеет единственную точку максимума в области значений  $0 < P < \infty$ , то это и будет искомым решение  $P^*$  – точка глобального максимума этой функции:  $P^* = \operatorname{argmax} \bar{\Pi}(P)$ .

Конкретизируем модель (2) следующим образом. Пусть функция условного распределения объема спроса на электроэнергию (мощность) является функцией равномерного распределения  $\xi$  в интервале  $[\underline{\eta}(P), \bar{\eta}(P)]$ , где  $\underline{\eta}(P) = a = \operatorname{const}$ .  $A, a, b$  – известные вещественные числа;  $\bar{\eta}(P) = A - bP$ .  $\eta = a$  – точка минимально-необходимого спроса на электроэнергию (мощность) при любой цене  $P$ .  $\eta = A$  – точка полного насыщения спроса. При этом для любого  $P$  должно соблюдаться условие  $a = \underline{\eta}(P) < \bar{\eta}(P) = A - bP$ . Отсюда  $P = \frac{A-a}{b}$ , и область изменения  $P$  определяется так:  $0 \leq P < \frac{A-a}{b}$ .

Тогда имеем функцию равномерного условного распределения спроса:

$$f(\xi/P) = \frac{\bar{\eta}(P) - \underline{\eta}(P)}{\bar{\eta}(P) - \underline{\eta}(P)} = \frac{\xi - a}{(A - bP) - a}, \quad (3)$$

где  $a \leq \xi < A - bP$ ,  $0 \leq P < \frac{A-a}{b}$ .

Модель (2) с функцией распределения (3) запишется так:

$$\begin{aligned} \bar{\Pi}(P) &= \int_{\underline{\eta}(P)}^{\bar{\eta}(P)} (P - c) \cdot f_{\xi}(\xi/P) d\xi = \int_a^{A-bP} (P - c) \cdot \xi \cdot \frac{1}{A - bP - a} d\xi = \\ &= \frac{(P - c) \cdot (A - bP + a)}{2}. \end{aligned} \quad (4)$$

Составим уравнение, выражающее необходимое условие максимума функции и найдем:  $P^* = \frac{A + a + bc}{2b}$ .

Подставляя  $P^*$  в (9), получим выражение для максимальной суммы ожидаемой прибыли:  $\bar{\Pi}(P^*) = \frac{(A + a + bc)^2}{8b}$ .

Конкретизируя параметры  $A, a, b, c$  для рыночной ситуации, маркетинговая служба генерирующей компании может ориентироваться на уро-

вень цены реализации  $P^*$  из (4), реализуя объёмы товара в пределах

$$a \leq \xi < A - bP^* = \frac{A - a - b}{2}.$$

В работе решена также задача одновременного выбора стратегического параметра  $\bar{\eta}(P^*)$ , выражающего оптимальную мощность создаваемого источника электрической энергии. При этом критерием оптимизации является максимизация ожидаемого показателя окупаемости инвестиций в создание источника электроэнергии прибылью.

Пусть  $q$  - удельные капитальные затраты на единицу создаваемой мощности. Если назначается цена  $P$  единицы электрической энергии на перспективу, то, согласно максимально возможному объёму спроса:  $\bar{\eta}(P) = A - bP$ , необходимо строить источник электрической энергии этой мощности с капитальными затратами, равными  $q\bar{\eta}(P) = q(A - bP)$ .

Пусть норма эффективности капитальных вложений в экономике равна  $\mu$ , т.е.  $\mu$  есть средняя норма прибыли на единицу производственных инвестиций. Тогда инвестиции в строительство источника электрической энергии будут оправданны, если ожидаемая годовая прибыль от реализации электроэнергии будет не менее  $\Pi_{\text{норм}} = \mu \cdot q \cdot (A - bP)$ .

Расчётная ожидаемая прибыль при цене  $P$  выразится формулой (4).

Очевидно, что чем больше будет разность  $\Pi(P) - \Pi_{\text{норм}}(P)$ , тем выгоднее стратегия и тактика бизнеса. Поэтому модель оптимизации стратегии и тактики производителя-продавца электроэнергии будет иметь вид:

$$\max_P \Delta \Pi(P) = \max_P (\bar{\Pi}(P) - \Pi_{\text{норм}}(P)) = \max_P \left[ \frac{(P - c) \cdot (A - bP - a)}{2} - \mu \cdot q \cdot (A - bP) \right] \quad (5)$$

Решая уравнение:  $\frac{d(\Delta \Pi)}{dP} = 0$  получим:

$$P^* = \frac{A + a + bc + \mu \cdot q \cdot b}{2b} \text{ (руб./1 ед.).} \quad (6)$$

Подставляя  $P^*$  из (6) в выражений для  $\bar{\eta}(P)$  получим оптимальную мощность источника для данной территории:

$$\bar{\eta}(P^*) = A - bP^* = \frac{A - a - b \cdot c - \mu \cdot q \cdot b}{2} \text{ (единиц)}. \quad (7)$$

На основе формул (6) и (7) проводится системный анализ, используемый для принятия оптимальных решений в электроэнергетике. В частности, из формулы (4) можно выделить составляющую издержек на энергоносители и определить степень влияния изменений стоимости энергоносителей на оптимальный тариф на электроэнергию (мощность).

Пусть  $S$  – средняя текущая цена на энергоносители;  $d$  – норматив затрат энергоносителей на единицу электроэнергии;  $c'$  – прочие затраты в издержках на производство и реализацию единицы электроэнергии:

$$c = c' + Sd.$$

С учётом этого формулу (11) перепишем так:

$$P^* = \frac{A + a + \mu \cdot q \cdot b}{2b}.$$

Пусть средняя цена на энергоносители возрастает на 5%, т.е.  $S^1 = 1,05S$ . Тогда тариф на электрическую энергию при прочих равных условиях должен возрасти на величину:  $\Delta P^* = \frac{0,05 \cdot S}{2} \cdot d$ .

Заметим, что, как следует из формулы (7), возрастание стоимости энергоносителей влияет на величину оптимальной мощности в сторону её снижения.

Подобный анализ с применением формул (6) и (7) проведен и относительно других факторов производства и реализации электрической энергии в условиях рыночных отношений.

В третьей главе построена стохастическая модель оптимизации стратегии и тактики Гарантирующего Поставщика (энергосбытовой компании) электроэнергии. Предложена система дифференцированных по потребителям и по времени экономически обоснованных тарифов на основе анализа стохастических двойственных оценок предложенной модели.

На данном этапе, созданные в ходе реформы, сбытовые компании представляют собой самый рыночный сегмент отрасли. Их деятельность состоит: 1) в закупке мощности и электроэнергии на оптовом рынке у генерирующих компаний или на розничном рынке «большими партиями» у других компаний и розничной мелкой генерации (стратегические решения); 2) дальнейшей реализации электроэнергии и мощности большому числу конечных потребителей. При этом для каждого ежемесячно рассчитывается его объем потребления, плата за электроэнергию и мощность, формируется заявка их потребления на следующий период (тактические решения).

В основу разработанной нами модели минимизации затрат на оказание посреднических услуг Гарантирующим Поставщиком были положены принципы построения стохастических экономико-математических моделей оптимизации, представленные в работах профессора В.А. Кардаша.

В качестве критерия оптимальности взят минимум математического ожидания суммарных затрат на оптовом рынке (покупка электрической энергии и мощности) и на розничном по обеспечению конечных потребителей электроэнергией (затраты на транспорт, распределение и сбыт электроэнергии). Необходимо для данных условий функционирования энергосистемы найти: оптимальный объем покупки мощности сбытовой компанией на оптовом рынке электроэнергии  $x$  (стратегическое решение); количество подаваемой энергии каждому потребителю в каждой ситуации  $\{y_j(v)\}$  с учетом недопоставки  $\{\bar{y}_j(v)\}$  из-за возможного ее дефицита в системе в каждой ситуации  $v$ ; а также резервной мощности  $\{\bar{z}(v)\}$  в менее напряженных ситуациях  $\{v: \bar{z}(v) > 0\}$ .

Остальные обозначения:  $z(v)$ , МВт – используемая мощность в ситуации  $v$ ;  $T$  часов – время плановой работы источника энергии за рассматриваемый период;  $\beta$  – коэффициент, учитывающий потери электроэнергии в сети при ее транспортировке;  $b_j(v)$ , кВт\*ч – потребность  $j$ -го потребителя в электроэнергии в ситуации  $v$ ;  $k^t$  руб. – средний тариф на 1 МВт мощности на момент  $t$ ;  $k_0$ , руб./МВт. – затраты в расчете на 1 МВт установленной

мощности;  $K^t$  – платежи за мощность в период  $t$ ,  $t = 1, 2, \dots, \tau$ ;  $c_j(v)$ , руб./кВт\*ч – затраты на реализацию и подачу электроэнергии;  $\bar{c}_j(v)$  руб./кВт\*ч – ущербы у  $j$ -го потребителя от недопдачи электроэнергии.

С учетом введенных обозначений задача запишется так:

$$\text{Найти } \min_x \left\{ k_0 x + M_v \min_{\{y_j(v), \bar{y}_j(v)\}} \left[ \sum_{j=1}^n c_j(v) \cdot y_j(v) + \sum_{j=1}^n \bar{c}_j(v) \cdot \bar{y}_j(v) \right] \right\},$$

При условиях:

Двойственные  
переменные

1.  $k^t \cdot x \leq K^t$ ,  $t = 1, 2, \dots, \tau$ ;  $(\omega^t)$
2.  $z(v) + \bar{z}(v) = x$ ,  $v = 1, 2, \dots, M$ ;  $(U(v))$
3.  $\sum_{j=1}^n y_j(v) \leq T \cdot \eta \cdot z(v) \cdot \beta$ ,  $v = 1, 2, \dots, M$ ;  $(V(v))$
4.  $y_j(v) + \bar{y}_j(v) \geq b_j(v)$ ,  $j = 1, 2, \dots, n$ ;  $v = 1, 2, \dots, M$ ;  $(\omega_j(v))$
5.  $z(v), \bar{z}(v), y_j(v), \bar{y}_j(v) \geq 0$ ;  $x \geq 0$

(8)

Здесь  $M$  – символ математического ожидания по системным ситуациям  $v$ .

Условие 1) выражает требование, чтобы затраты на покупку мощности не превышали лимитов средств гарантирующего поставщика, распределенных по периодам оплат. Ограничения 2) есть балансы мощностей в энергетической системе в каждой из возможных системных ситуаций. Условия 3) выражают балансы электроэнергии в системе в каждой ситуации с учетом ее потерь при передаче и аварийных ситуаций. Условия 4) – это балансы электроэнергии у потребителей.

Экономико-математическая модель протестирована по средним и случайным значениям факторов для различных начальных значений покупаемой мощности до 40000 случайных системных ситуаций. Фактически процесс сходится при числе испытаний больше 350, а оптимальное решение соответствует среднему значению мощности, полученному на основе графиков нагрузки режимных дней.

Все предложенные в работе модели взаимосвязаны и представляют собой систему моделей, структура которой представлена на рисунке 2.



Рис.2. Структура системы моделей оптимизации ценовой политики субъектов рынка электроэнергетики и мощности

На основе стохастических двойственных оценок представленной модели строится экономический механизм принятия стратегических и оперативных (эксплуатационных) решений по рассматриваемой системе, учитывающий влияние случайных факторов функционирования (используем построенную имитационную модель) на экономическую оптимизацию этих решений.

Рассмотрим экономический смысл оценок оптимальных значений переменных, дифференцированных по системным ситуациям. Эти оценки, кроме оценок  $\{\omega^t\}$ , являются случайными величинами, мера которых определена на множестве системных ситуаций.

Величина  $U(v)$  – оценка степени напряженности баланса мощностей в ситуации  $v$  (руб./МВт.). Она означает, на сколько денежных единиц сократились бы затраты и ущербы по энергосистеме именно в ситуации  $v$ , если бы покупаемая мощность была на 1 МВт больше.

$$U(v) \equiv k_0 + \sum_{t=1}^T \omega^* t \cdot k_t \equiv \text{const} \equiv u^*, \quad v = 1, 2, \dots, M. \quad (9)$$

$V(v)$  – оценка степени напряженности баланса электроэнергии по системе в целом в  $v$ -ой ситуации. Она показывает, на сколько денежных единиц уменьшатся затраты и ущербы по системе в  $v$  ситуации, если подача электроэнергии увеличится на 1 тыс. кВт часов. Этого можно добиться за счет уменьшения доли времени простоя из-за аварий ( $\eta_v$ ) и за счет уменьшения потерь электроэнергии при подаче (увеличение коэффициента  $\beta$ ).

$$V^*(v) \equiv \frac{U^*}{T \cdot \eta_v \cdot \beta} \equiv \frac{k_0 + \sum_{t=1}^T \omega^* t \cdot k_t}{T \cdot \eta_v \cdot \beta}, \quad v = \overline{1, M}. \quad (10)$$

$\omega(v)$  – оценка степени напряженности баланса электроэнергии у потребителя  $j$  в  $v$ -ой ситуации.

$$\omega_j^*(v) \equiv c_j(v) + V^*(v). \quad (11)$$

Таким образом, эта оценка в денежных единицах 1 тыс. кВт\*ч электроэнергии для  $j$ -го потребителя складывается из затрат по ее закупке на оптовом рынке и подаче в условиях системной ситуации и из оценки напряженности баланса электроэнергии в  $v$ -ой ситуации по системе в целом. Если у  $j$ -го потребителя в  $v$ -ой ситуации образуется дефицит электроэнергии ( $\bar{y}_j^*(v) > 0$ ), то эта оценка равна ущербу от недопоставки энергии потребителю:

$$\omega_j^*(v) \equiv \bar{c}_j(v). \quad (12)$$

Нежелательная напряженность энергобалансов и балансов мощностей, а также значительные перегрузки генерирующих мощностей и распределительных сетей в энергосистеме складываются по вине, как потребителей, так и производителей электроэнергии. Однако, в практике взаимоотношений производителей и потребителей электроэнергии сложилось так, что экономи-

ческие потери во всех случаях перекалываются на плечи потребителей. Между тем экономическую ответственность можно справедливо распределить в зависимости от причин, вызвавших эти потери. Этого можно добиться с использованием оптимальных системных оценок энергобалансов.

Рост напряженности энергобалансов по отдельным распределительным сетям и системе в целом отражается в возрастании оценок  $\{V^*(v)\}$ . Они характеризуют экономические потери (возрастание приведенных затрат и ущербов у потребителей), если количество подаваемой электроэнергии по данной линии уменьшится на единицу (на 1 тыс. кВт\*ч).

Из формулы (10) видно, что с каждой ситуацией  $v$  (значением параметра  $\eta_v$ ) связана определенная величина оценки  $V^*(v)$ . С возрастанием  $\eta_v$  время простоев из-за аварий сети или ее отдельных участков сокращается, и оценка напряженности баланса  $V^*(v)$  (потерь от простоев) снижается. И наоборот: если из-за частых аварий  $\eta_v$  уменьшается, то оценка потерь увеличивается.

Из формулы (11) мы видим, что эта оценка накладывается на оценку напряженности баланса электроэнергии у отдельного потребителя. Оценка  $\omega^*(v)$ , таким образом, зависит от ситуации и покрывает как затраты по производству и подаче электроэнергии в ситуации  $v$   $\{c_j(v)\}$ , так и потери от увеличения напряженности баланса энергии по системе в целом. Естественная напряженность в энергобалансе каждого потребителя определяется, прежде всего, его плановой потребностью  $b_j^{план}$ , то есть заранее запланированной и учитываемой в графике энергоснабжения потребностью. Поэтому в оптимальном плане величина  $\omega^*(v)$  выступала бы как оправданная цена единицы электроэнергии для  $j$ -го потребителя. Но оправданная лишь для нормальных условий энергоснабжения при  $\{b_j^{план}, \eta_v^n\}$ . Если оценка единицы электроэнергии по сети в целом возрастает из-за аварий по вине энергосети, то справедливой будет цена (тарифная ставка), уменьшенная на величину потерь по вине энергосети. Эта величина получается из (10).

Однако, в действительности таких корректировок тарифов нигде не практикуют. Более того, недостаточно обоснована и существующая дифференциация тарифов по потребителям.



Между тем из модели (8) следует (формула (11)), что тарифы должны учитывать хотя бы некоторые особенно резкие различия в условиях выработки и подачи электроэнергии. Загруженность отдельных распределительных сетей иногда существенно различается. Это отражается в оценках напряженности балансов (оценка  $V^*(v)$ ) отдельных сетей. В этом случае ограничения 3) в задаче (8) учитываются для таких сетей. Отдельно для каждой из них с «привязкой» к ним соответствующей группы потребителей. Для таких групп потребителей и целесообразно устанавливать разные тарифы.

Оценки напряженности энергобалансов  $\{V^*(v)\}$  необходимо варьировать также и по времени суток, по сезонам года или другим временным отрезкам в рассматриваемом периоде (выделяемых в процессе анализа статистических данных).

Для определенности возьмем суточные колебания в энергопотреблении: в дневное и ночное время. В этом случае ситуации в энергосистеме должны учитываться отдельно для дневного и ночного времени. В частности, объемы суточного потребления энергии каждого потребителя подразделяются на две составляющие:  $b_j(v) = b_j^d(v) + b_j^n(v)$ . Тогда и искомые переменные по подаче и недопоставке электроэнергии подразделяются: для дневного  $\{y_j^d(v), \bar{y}_j^d(v)\}$  и ночного  $\{y_j^n(v), \bar{y}_j^n(v)\}$  времени суток.

Балансы электроэнергии 3) и 4) также подразделяются на балансы в дневное и ночное время.

Согласно (11) мы получим и оценки (тарифы) электроэнергии у потребителей отдельно для дневного  $\{\omega_j^{*d}(v)\}$  и ночного  $\{\omega_j^{*n}(v)\}$  времени суток. Естественно, что дневные тарифы вследствие повышенной напряженности дневного баланса (как правило,  $b_j^d(v) > b_j^n(v)$ ) будут выше ночных тарифов. Это происходит в связи с тем, что  $V^{*d}(v) > V^{*n}(v)$ , то есть оценка напряженности энергобаланса в целом по сети или для отдельной сети с группой потребителей в дневное время больше, чем в ночное.

Если различие этих оценок существенно, то необходимо установить различные тарифы для дневных и ночных часов. Установление таких тарифов способствует сглаживанию графиков энергопотребления в течение суток.

Из формулы (12) следует, что если в системе образуется дефицит электроэнергии, то цена ее для тех потребителей, у которых не хватает энергии ( $\ddot{y}_j^*(v) > 0$ ), поднимается до величины ущерба от недопоставки энергии. Ущерб мы рассматриваем как неустойку (штраф), накладываемую на энерго-сеть за недопоставку энергии по ее вине.

Оценки, дифференцированные по ситуациям, дают возможность строить гибкую систему принятия оптимальных решений гарантирующим поставщиком электроэнергии в условиях становления конкурентного рынка электрической энергии (мощности).

**В заключении** диссертационной работы изложены основные выводы, обобщения и предложения, логически вытекающие из результатов исследования.

Основные положения диссертации нашли своё отражение в следующих публикациях:

**Статьи в периодических научных изданиях, выпускаемых в РФ и рекомендованных ВАК:**

1. Шаповаленко М.В., Васильева М.Е.. Имитационная модель реализации случайных системных ситуаций большой электроэнергетической системы // Обозрение прикладной и промышленной математики. 2006. Том 13, вып. 3. С. 480-482. (лично автора 0,2 п.л.)
2. Шаповаленко М.В., Васильева М.Е.. Экономическое обоснование дифференциации тарифов на электроэнергию на основе стохастических двойственных оценок // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Техн. науки. 2006. №4. С.88-90. (лично автора 0,3 п.л.)
3. Шаповаленко М.В., Кравченко Н.И.. Модель оптимизации гарантийных обязательств оператора коммерческого учета (ОКУ) электроэнергии // Обозрение прикладной и промышленной математики. 2008. Том 15, вып. 5. С. 946-947. (лично автора 0,1 п.л.)
4. Шаповаленко М.В. Компромиссно-равновесные цены в электроэнергетике // Обозрение прикладной и промышленной математики. 2010. Том 17, вып. 4. С. 604-605. (0,18 п.л.)

### Публикации в других изданиях:

5. Шаповаленко М.В. Экономическое обоснование режимов работы энергосистемы в рамках стохастических оптимизационных моделей // Проблемы экономики, организации и управления предприятиями, отраслями, комплексами в разных сферах народного хозяйства. Новочеркасск, 2006. ч. 3. С. 70-72. (0,18 п.л.)
6. Шаповаленко М.В. Оптимизационная модель структуры и функционирования большой электроэнергетической системы // Моделирование. Теория, методы и средства. Новочеркасск, 2006. ч. 2. С. 32-34. (0,2 п.л.)
7. Шаповаленко М.В.. Экономические оценки морального устаревания источников мощностей, сети и оборудования энергетических систем // Экономика и управление: сб. статей студ. и молодых ученых. Новочеркасск, 2007. Вып. 7. С. 189-192. (0,2 п.л.)
8. Шаповаленко М.В., Кравченко Н.И.. Применение системного анализа в маркетинге услуг // Экономика и управление: сб. статей студ. и молодых ученых. Новочеркасск 2006. Вып. 5. С. 200-201. (лично автора 0,1 п.л.)
9. Шаповаленко М.В. Возможности информационных систем управления интегрированными логистическими системами // Экономика и управление: сб. статей студ. и молодых ученых. Новочеркасск, 2006. Вып. 5. С.272-274. (0,2 п.л.)
10. Шаповаленко М.В. Обоснование тарифов на электроэнергию и оценка платежеспособности потребителей при ценообразовании в условиях компромиссного рыночного равновесия // Экономика и управление: сб. статей студ. и молодых ученых. Новочеркасск, 2010. Вып. 13. С. 228-230. (0,2 п.л.)
11. Шаповаленко М.В., Ткаченко Д.В. Оценка влияния экономических факторов на результаты хозяйственной деятельности энергосбытовых предприятий Юга России // Экономика и управление: сб. статей студ. и молодых ученых. Новочеркасск, 2010. Вып. 13. С. 242-246. (лично автора 0,2 п.л.)

12. Шаповаленко М.В. Ценообразование в энергетических системах с позиции методологии компромиссного анализа // Математическая экономика и экономическая информатика: материалы науч. чтений, посвящ. 75-летию со дня рождения выдающегося экон.-математика, д-ра экон. наук, проф. Виктора Алексеевича КАРДАША (10.10.1935 г. – 12.05.2010г.) (г. Кисловодск, 10-12 окт. 2010г.) / Рост. гос. экон. ун-т (РИНХ). Ростов-на/Д., 2011. С.339-342. (0,2 п.л.).

Подписано в печать 20.10.2011г.

Формат 60 x 80<sup>1/16</sup>

Объем 1 усл. п. л.

Тираж 100 экз.

Заказ № 316

---

Типография ФГБОУ ВПО НГМА, 346428, Новочеркасск, ул. Пушкинская 111







